

Optimización del proceso para localización de fallas en un sistema eléctrico.

Jesús David Diaz Valencia

Optimización del proceso para localización de fallas en un sistema eléctrico.

Jesús David Diaz Valencia

Trabajo de grado presentado como requisito
para optar al título de Ingeniero Electricista

Pereira, julio de 2018
UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA
Programa de Ingeniería Eléctrica



Optimización del proceso para localización de fallas en un sistema eléctrico.

© Jesús David Díaz Valencia

Director: Ph.D. Julián David Echeverry Correa
Docente de la Universidad Tecnológica de Pereira

Pereira, Julio de 2018
Programa de Ingeniería Eléctrica.
Universidad Tecnológica de Pereira
La Julita. Pereira(Colombia)
TEL: (+57) (6)3137122
www.utp.edu.co

Dedicatoria

Dedico este trabajo de grado a mi familia, por su constante esfuerzo para ver realizado mis sueños y mis metas, por ellos es que ha sido posible éste largo camino lleno de adversidades, mostrando siempre un buen ejemplo para hacer todo de manera correcta y ética.

-Jesús David Diaz Valencia

Agradecimientos

A mis padres, porque gracias a ellos se cumplió este sueño, por su ejemplo, esfuerzo y comprensión. A mis hermanos, por su compañía durante todo este tiempo, ya que la meta cumplida es de todos. A los docentes de la Universidad Tecnológica de Pereira por su sabiduría y dedicación.

-Jesús David Diaz Valencia

Tabla de Contenido

Resumen.....	8
Abstract.....	9
1. Preliminares.....	10
1.1 Justificación.....	11
1.2 Objetivos.....	11
1.2.1 General.....	11
1.2.2 Específicos.....	11
1.3 Estructura del trabajo de grado.....	12
2. Estado del arte	13
3. Marco teórico.....	14
3.1 Fallas eléctricas.....	15
3.2 Equipo de interrupción y maniobras.....	18
3.3 Centro de control.....	24
3.4 Centro de control CODENSA.....	25
3.5 SCADA.....	26
3.6 Indicadores de calidad	27
4. Materiales y métodos.....	32
4.1. Metodología del centro de control Codensa.....	33
4.2 Manejo y adecuación de datos.....	34
4.3 Planteamiento del sistema empleado.....	39
5. Pruebas y resultados.....	42
6. Conclusiones, recomendaciones y trabajo futuro.....	47

Resumen

Diariamente se presentan miles de fallas eléctricas en todo el mundo y se implementan diferentes técnicas y métodos para reducirlas y encontrarlas en el menor tiempo posible.

Este trabajo presenta una técnica para optimizar el proceso de la localización y así acotar el tiempo de la falla por medio de un manejo adecuado de datos. Dichos datos fueron obtenidos durante la práctica universitaria del autor del documento en la ciudad de Bogotá, en la empresa CODENSA, la cual pertenece al grupo ENEL. Estos datos corresponden a los parámetros de cada circuito, tales como nombre, cargabilidad, equipos que cada circuito contiene, subestación de la cual proviene y suplencias de cada uno.

En un principio el sistema pide dos datos para poder iniciar su análisis, el nombre del circuito y el equipo que vio la corriente de falla y de ahí en adelante hace una modificación en los equipos aledaños al que vio dicha corriente, así permite visualizar una zona probable en donde se encuentre la falla. Al mismo tiempo el sistema enseña los circuitos suplentes correspondientes al circuito en falla, si es que tiene.

Se desea que con el sistema desarrollado la toma de decisión del ingeniero en el centro de control sea más pronta, así acotar el tiempo de interrupción del sistema y afectar los indicadores de calidad SAIDI y SAIFI, explicados en la sección 3.6, y así lograr un impacto fuerte en la empresa.

Abstract

Every day they present thousands of electrical faults in the whole world and different technologies and methods are implemented to reduce them and to find them in the minor possible time.

This work presents a technique to optimize the process of the location and this way to annotate the time of the fault by means of a suitable managing of information. The above mentioned information was obtained during the university practice of the author of the document in the city of Bogota, in the company CODENSA, which belongs to the group ENEL. This information corresponds to the parameters of every circuit, such as name, cargabilidad, equipments that every circuit contains, substation from which it comes and suplencias from each one.

In a beginning the system asks for two information to be able to initiate his analysis, the name of the circuit and the equipment that saw the current of fault and of there in forward a modification does in the bordering equipments whom it saw said current, like that it allows to visualize a probable zone where one finds the fault. At the same time the system teaches the substitute circuits corresponding to the circuit in fault, if it is that it has.

There is wished that with the developed system the capture of decision of the engineer in the center of control is more prompt, like that to annotate the time of interruption of the system and to affect the qualit indicators SAIDI and SAIFI explained in the section 3.6, and this way to achieve a strong impact in the company

Capítulo 1

Preliminares

Desde la creación del sistema eléctrico que tenemos hoy, ha habido apagones causados por fallas en el sistema, ya sean fallas humanas, deterioro de equipos, por sobrecarga o por inclemencias del clima.

Diariamente en la ciudad de Bogotá se presentan de 70 a 80 fallas eléctricas en media tensión, por diferentes razones, ya sean humanas, climáticas, por deterioro, por diseño o por sobrecarga. Estas fallas son supervisadas a través de los sistemas SCADA, acrónimo de Supervisory Control And Data Acquisition (Supervisión, Control y Adquisición de Datos) en los centros de operaciones y control de las empresas. En el centro de control de Codensa en Bogotá se trabaja con un total de 9 consolas encargadas de dicha supervisión y manejo de las fallas que se presentan y de los mantenimientos en las líneas y equipos.

Para la localización de fallas se han hecho investigaciones y probado ciertos métodos, tales como la compensación en serie de líneas de alta tensión y también algoritmos por medio de máquinas de soporte vectorial, los cuales más adelante se explicarán mejor.

Actualmente en Codensa, además de las inversiones en equipos para reducir las fallas, se emplea un programa que ayuda y facilita detectar dichas fallas en la red, llamado Fail Detect, aunque no es suficiente, ya que se desea acotar aún más el tiempo de localización de las fallas y así mismo, mejorar los indicadores de gestión de calidad.

Existen ciertos equipos tele-controlados que ayudan a detectar la corriente de falla por los circuitos; con la ayuda de estos equipos, la experiencia del ingeniero encargado y las cuadrillas en campo, es menor el rango para localizar la falla.

Con los indicadores SAIDI, que es la sigla en inglés de System Average Interruption Duration Index (índice internacional de la duración de las interrupciones) y SAIFI que quiere decir System Average interruption frequency index (índice internacional de frecuencia de las interrupciones) se miden las interrupciones por las fallas que se presentan y su empleo presenta una manera de determinar el rendimiento del sistema. En el 2017, por ejemplo, el SAIDI en Codensa, por medio de la ecuación [1], marcó 687,63 minutos y con la inversión realizada en equipos en ese año, hubo una mejora con respecto al año anterior del casi 20%. Estos indicadores también bajarían con el proyecto, ya que entre más rápido se detecte la falla más pronta será la atención y menos el tiempo de interrupción. Es lo que se desea obtener con el software que se realizó para este proyecto, una herramienta para los ingenieros del centro de control.

La parte visual es vital para facilitar la identificación de las fallas y acotar el tiempo de decisión de los operarios en el centro de control, se hace por medio de un programa de visualización de mapas que en este caso será con Google Earth.

1.1 Justificación

Como resultado de la práctica universitaria del autor de este documento en Codensa, en el primer semestre de 2016, se notó como oportunidad dejar una huella de cierta manera, por medio de un proyecto que no sólo fuera investigativo, sino que, ayudara directamente en la operación del centro de control.

El proyecto consta en sí de un software que se complementa con los circuitos de Bogotá. Lo que se espera es que el tiempo en el que ocurre la falla y el tiempo en el que se localiza sean cada vez menores. Además se espera que la detección se apoye en herramientas de visualización de circuitos, por ejemplo se empleará el programa Google Earth.

Muchas empresas invierten en sus equipos, no solamente para mejorar su calidad de servicio, sino también para que la localización de fallas sea más rápida y práctica. Muchos de estos equipos son reconectores e interruptores que a su vez sirven como una especie de medidores y todo esto es para mejorar los indicadores SAIDI y SAIFI, anteriormente mencionados, es por eso que con la herramienta que se hará tiene un impacto en la parte financiera de la empresa, pues entre mejor sean los indicadores la comisión de regulación de energía y gases (CREG) remunerará a la empresa de mejor manera.

1.2 Objetivos

1.2.1 General

Desarrollar un prototipo de software basado en el manejo de datos y optimización de procesos que facilite la manera de localización de fallas y permita el reducir el tiempo invertido en dicha operación, mejorando los indicadores SAIDI y SAIFI.

1.2.2 Específicos

-) Estudiar las posibles técnicas de análisis de datos que permitan la optimización del proceso de búsqueda de fallas.
-) Diseñar e implementar un programa de software que permita determinar, con un rango acertado, la ubicación de posibles fallas eléctricas

-) Adecuar el programa con un buscador para que el operario le resulte fácil la interacción con el equipo.
-) Mostrar de una manera gráfica las fallas y circuitos por medio de Google Earth.

1.3 Estructura del trabajo de grado

El contenido de este trabajo de grado inicia con las descripciones previas de la información involucrada en el mismo, como es introducción, justificación, objetivos y estado del arte.

Continúa con el marco teórico en el cual se explica la metodología utilizada actualmente en el centro de control y algunos conceptos básicos de las fallas en los sistemas eléctricos, indicadores usados para medir la confiabilidad del sistema actualmente, con qué datos se cuenta para la correcta ruta de ubicación y localización de fallas y el porqué del uso e importancia del programa que se quiere implementará.

Posteriormente se mostrará el planteamiento realizado, el manejo adecuado de los datos y el desarrollo del código de programación para el respectivo manejo.

Finalmente se presentan ejemplos de los resultados obtenidos, recomendaciones y trabajos futuros con base al presente.

Capítulo 2

Estado del arte

En los últimos tiempos se han implementado múltiples procesos y métodos para la localización de fallas en los sistemas eléctricos tratando de reducir la tasa de falla y hacer más confiable y seguro el sistema. Se realizaron búsquedas en bases de datos de artículos académicos en internet relacionados con la localización de fallas, escogiendo las más parecidas a lo que es este proyecto y se han encontrado las siguientes referencias:

En el año de 2016, en Chile, Esteban Montoya Soto presentó la tesis llamada “LOCALIZACIÓN DE FALLAS MEDIANTE LA COMPENSACIÓN EN SERIE EN LINEAS DE ALTA TENSIÓN”. Implementan la instalación de equipos de compensación en serie en las líneas de alta y pues esto conlleva ciertos fenómenos transitorios como el alto contenido de frecuencia subsincrónica y elevado contenido de componente de decaimiento DC, afectando directamente a la localización de fallas y así obtener la localización de fallas con un mínimo error. [5] Este proyecto de investigación es algo ambicioso, ya que conlleva costos altos para la implementación.

A finales de 2016, en la ciudad de Medellín, el ingeniero Roberto Urrea de XM estuvo trabajando en varios proyectos para desarrollar herramientas para apoyar las necesidades de los responsables de la operación y seguridad de los Sistemas de Potencia. La herramienta desarrolla por Roberto sirve para soportar la toma de decisiones durante la operación en tiempo real de sistemas complejos, generando beneficios económicos y sociales de las compañías encargadas de la coordinación, operación y gestión de sistemas de potencia, ya que considera condiciones técnicas y económicas para la evaluación de escenarios. [1] De los proyectos que se presenta en el estado del arte, este es el más parecido y el que se tomará de ejemplo base para nuestro proyecto.

En la base de datos de la Universidad Tecnológica de Pereira se encontró un proyecto realizado en el año de 2010, donde un estudiante de maestría, Juan Carlos Bedoya acompañado del profesor Juan José Mora de la Universidad tecnológica de Pereira realizaron un proyecto de grado sobre la localización de fallas llamado: “ALGORITMOS PARA LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN USANDO MÁQUINAS DE SOPORTE VECTORIAL”. Consta en un entrenamiento de máquina utilizando datos y registros de fallas anteriores y de esta manera hacer que la máquina resuelva de la misma manera problemas futuros. [4]

Siguiendo con la base de datos de la Universidad Tecnológica de Pereira se halló un proyecto realizado en el 2016 por un estudiante de pregrado, Carlos Mario Peláez Hoyos realizó un proyecto llamado “LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA UTILIZANDO UNIDADES DE MEDICIÓN FASORIAL”. En el cual, propone un método para la detección del punto de falla, el método propuesto utiliza las mediciones de tensión de prefalla y de falla, en los barrajes donde son instaladas las PMU y la del sistema en estado subtransitorio, las PMU o también llamadas unidades de medición fasorial miden con gran precisión la observación del estado

dinámico del sistema eléctrico de potencia. Como investigación es un gran aporte para el las empresas del sector eléctrico pero este conlleva gasto de instalación a la hora de ejecutarlo y usarlo en terreno. [24]

Por último, el proyecto realizado por Debbie Johan Arredondo Arteaga, estudiante de maestría en el 2016 llamado “DESARROLLO Y VALIDACIÓN DE UNA METODOLOGÍA GENERALIZADA PARA LOCALIZACIÓN DE FALLAS BASADA EN TÉCNICAS DE MINERÍA DE DATOS” muestra similitud con el presente trabajo de grado, pues en él se utiliza un manejo adecuado de datos por medio de un algoritmo desarrollado, pero con una gran diferencia y es que no se trabaja con una base de datos en sí, ya que los circuitos se definen y se crean a petición del usuario, siendo de gran utilidad para métodos de estudio pero no tanto para el trabajo en terreno, pues este consta de algunas restricciones importantes, tales como que el circuito tenga una sola fuente de alimentación por una única subestación y en la mayoría de ocasiones los circuitos pueden ser alimentados por otros circuitos de otras subestaciones. [25]

Capítulo 3

Marco teórico

En este capítulo se abordarán los aspectos teóricos de los ámbitos implicados en el proceso de localización de fallas, indicando el proceso realizado para determinar las fallas usado en el centro de control y mostrando el aporte de este trabajo en cuanto a la reducción de tiempo para el proceso, explicando los indicadores de calidad que se lograrán acotar. Se explicará el funcionamiento de los equipos con los que cada circuito cuenta, los tipos y su diferente funcionamiento. Se mostrará el análisis para el código de programación empleado.

3.1 Fallas eléctricas

Una falla eléctrica se define como un defecto en el aislamiento o conductividad de cualquier componente o mecanismo de un circuito eléctrico, que provoca la interrupción de la corriente.

A partir de la expansión de los sistemas de distribución de energía eléctrica en el mundo, el problema de la discontinuidad en el servicio se ha convertido en un tema de gran interés para los agentes del sector eléctrico especialmente para los usuarios residenciales e industriales.

Los estudios sobre continuidad o confiabilidad en los sistemas eléctricos han estado enfocados en las áreas de generación y cogeneración, donde se destaca la homogeneidad de los sistemas de potencia. Sin embargo, desde 1960, han existido estudios para la determinación de la confiabilidad tanto en transmisión y distribución. Tales estudios, han representado el diseño de metodologías a partir de algoritmos de identificación de fallas, basados en el historial de eventos ocurridos y en lo establecido por los entes de regulación.

Desde mediados del siglo XX hasta nuestros días, el sector eléctrico del mundo ha crecido de manera exponencial. Por ejemplo, las empresas distribuidoras de Estados Unidos experimentaron el comienzo de un rápido aumento en el número de usuarios de energía eléctrica. Este crecimiento de la demanda, provocó la expansión de los sistemas de planeación y distribución. A medida que los sistemas de distribución crecieron en complejidad, la continuidad del servicio se volvió un tema de gran importancia para los ingenieros electricistas, y, más aún, cuando el 14 de agosto del 2003, Estados Unidos y Canadá experimentaron el mayor apagón de la historia (con una duración aproximada de 29 horas) que afectó a cerca de 50 millones de personas. Se estima que las pérdidas fueron más de \$USD 5.000 millones. [11]

En toda instalación eléctrica, su funcionamiento se basa en suministrar la energía de forma eficiente y segura. Sin embargo, como todo sistema tecnológico, estos

no siempre trabajan de forma continua. Ya que estos se pueden ver involucrados a anomalías internas o externas. Las consecuencias de estas anomalías son muy severas, desde el incendio de una vivienda hasta la electrocución de una persona. En muchos de los casos, esto se debe a desperfectos de la instalación, la mala ejecución del técnico electricista, descuido o manejo inapropiado de la fuente de energía. [12]

Entre las principales causas de las fallas en los sistemas eléctricos, así como se muestra en la figura 3.1, se encuentran las descargas atmosféricas, el deterioro de los aislamientos y los contactos de ramas de los árboles y animales con los conductores eléctricos. La mayoría de las fallas son de carácter transitorio y se pueden retirar o despejar con una suspensión momentánea del servicio.

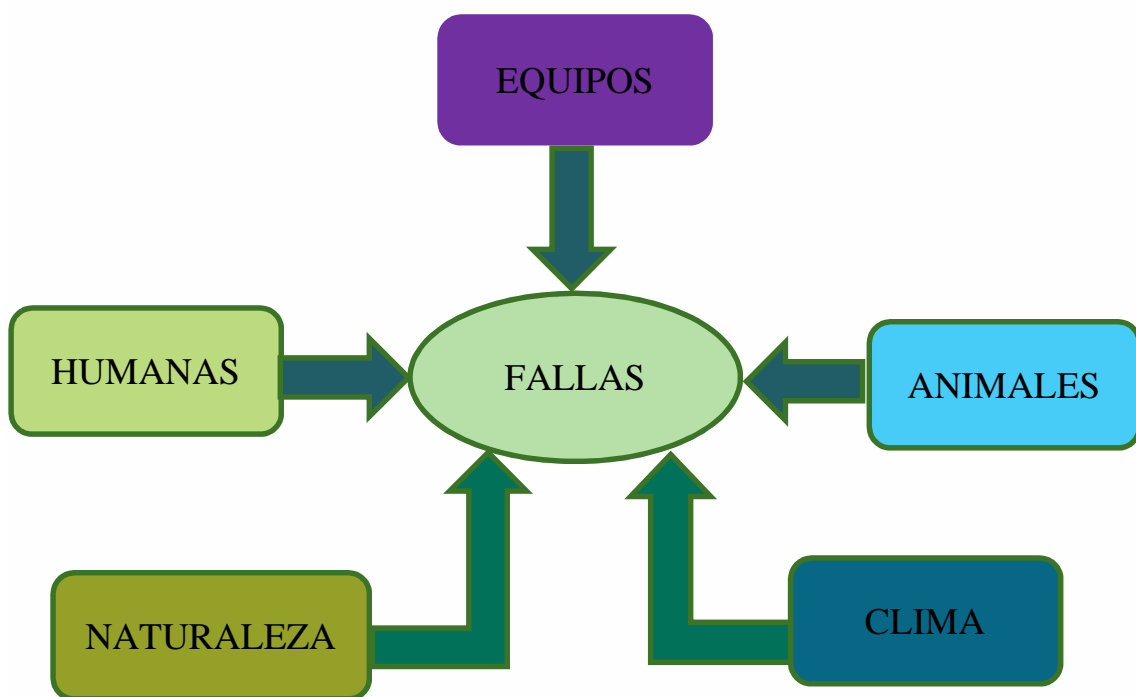


Figura 3.1 Causa de fallas eléctricas. Elaboración propia. 2018 [13]

3.1.1 Tipos de fallas eléctricas

En la figura 3.2 se detallan los tipos de falla que se presentan en los sistemas eléctricos de potencia y su frecuencia de ocurrencia son:


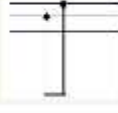
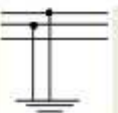
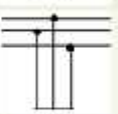
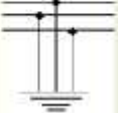
Monofásica		75%
Unifásica aislada		15%
Bifásica a tierra		6%
Intéfásica aislada		3%
Trifásica a tierra		1%

Figura 3.2 Tipos de fallas. Luis Antonio Egea. 2009. Recuperado de:
http://www.bdigital.unal.edu.co/800/1/1036607998_2009.pdf [14]

3.1.1.1 FALLA MONOFÁSICA: Solamente se ve comprometida una de fase, es bastante común y en muchas ocasiones es causado por las ramas, ya que entran en contacto con una fase.

3.1.1.2 FALLA BIFÁSICA AISLADA: Cuando dice aislada quiere decir que no hubo conexión directa a tierra, es ocasionado muchas veces por animales que entran en contacto con dos líneas o por vientos.

3.1.1.2 FALLA BIFÁSICA A TIERRA: Es similar al caso anterior pero esta vez hubo conexión directa a tierra, también es común que suceda por causa de las ramas de los árboles, ya que entran en contacto con las fases de las líneas de distribución o transmisión.

3.1.1.4 FALLA TRIFÁSICA: No es muy común que suceda, generalmente cuando ocurre es porque hay daños en la infraestructura del poste o torre y hay colapso de estas.

Las fallas más comunes son de sobrecarga y cortocircuito:

-) Sobrecarga: Los circuitos eléctricos son diseñados para soportar una carga previamente diseñada. El diseño de un circuito implica, que por este solo puede circular una corriente máxima determinada. Esto lo define el calibre del conductor y las máximas corrientes que pueden soportar los tomacorrientes, fusibles o breakers.

Existe una sobrecarga en el circuito, cuando a este se añaden cargas que no están prevista para que el sistema les pueda suministrar la corriente que necesitan para su funcionamiento. A medida que se va agregando cargas al circuito, el consumo de

corriente aumenta. En este caso se activan las protecciones eléctricas (fusibles o disyuntores) para evitar que se sobrecalienten los conductores. [12]

- J) Cortocircuito: Este se produce cuando existe un camino de baja resistencia por donde puede circular la corriente. Al ser la resistencia baja, existe un aumento drástico de la corriente eléctrica, el cortocircuito se produce cuando entran en contacto dos o más líneas de alimentación de un circuito. [12]

3.1.2 Probabilidad de falla en elementos de un sistema de potencia

En el diagrama mostrado en la figura 3.3 se puede ver los elementos que conforman nuestro sistema eléctrico y su tasa de fallo.

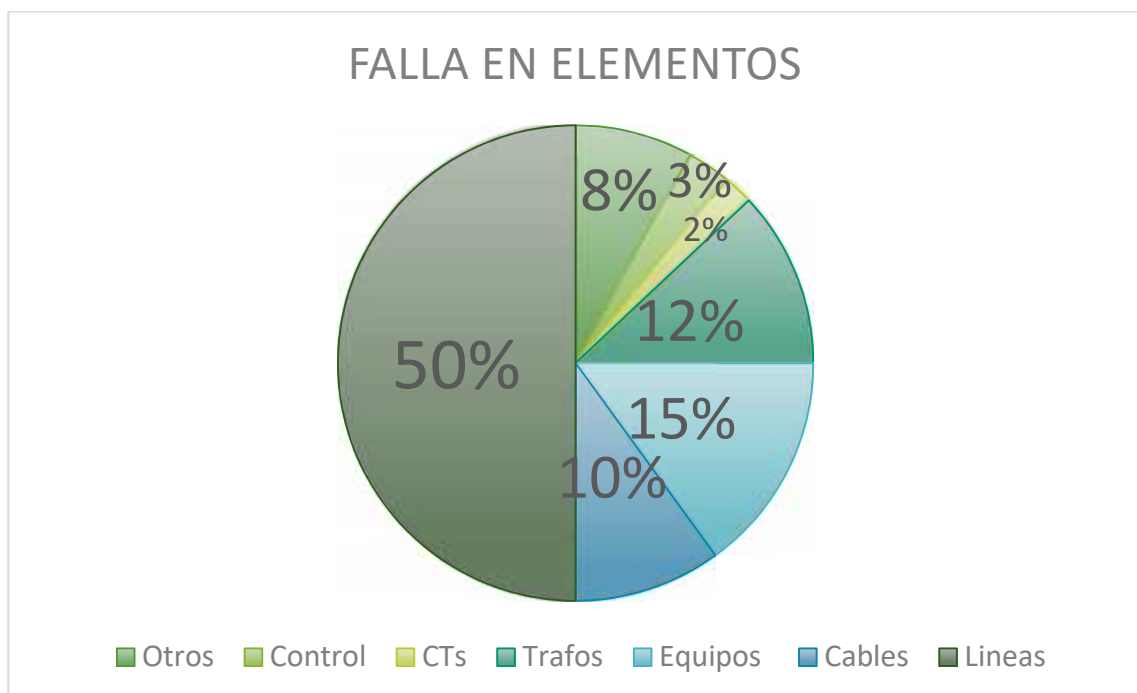


Figura 3.3 Diagrama de probabilidad de falla en elementos. Elaboración propia. 2018[13]

3.2 Equipos de interrupción y maniobra

En el sistema de distribución se presentan varios tipos de equipos, ya sean de maniobra o de interrupción, por consiguiente cada circuito que se analizará con el sistema desarrollado en este trabajo de grado cuenta con muchos de estos equipos, es importante aclarar la diferencia entre cada uno, desde su tipo, importancia y función.

Todos los equipos que conforman el sistema eléctrico de potencia están expuestos a contingencias que se pueden presentar en cualquier parte del mismo; por esta razón se

requieren sistemas de protección apropiados, para que despejen o retiren cualquier tipo de fallas lo más rápidamente posible, de tal manera que se saque el menor número de elementos de servicio. Lo anterior permite una mayor continuidad del servicio de energía eléctrica a los usuarios.

Los circuitos se deben seccionar y acotar por medio de equipos que, en caso de alguna incidencia, permitan aislar la falla para así evitar daños en los equipos, evitar más usuarios sin servicio y en el peor de los casos disminuir accidentes aguas abajo de la falla. En la figura 3.4 están los elementos que estudiamos.

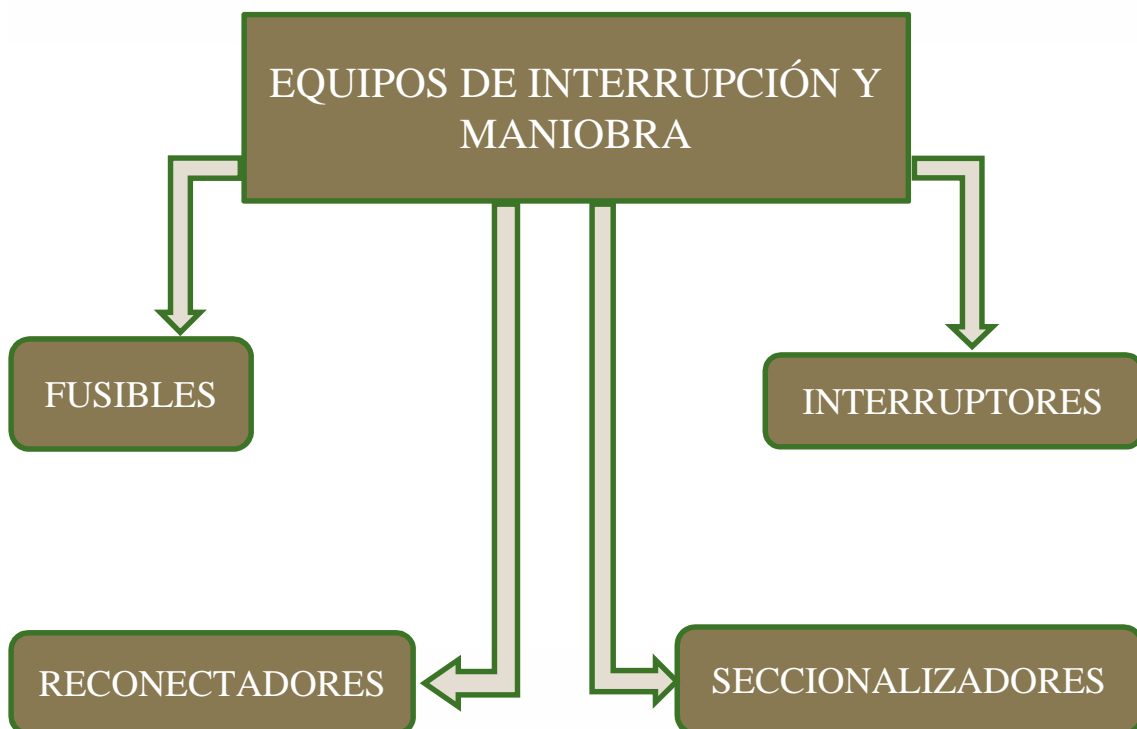


Figura 3.4. Diagrama de flujos de los equipos de maniobra estudiados. Elaboración propia. 2018

3.2.1 Fusibles

Los fusibles son elementos que actúan por sobre-corriente. Se caracterizan por tener un filamento que es calentado directamente por el paso de una corriente y se destruye cuando ella supera un valor determinado. Se utilizan para proteger ramales o derivaciones, transformadores, cables, capacitores, etc. Adicionalmente no requieren banco de baterías y normalmente no están asociados a ningún equipo o sistema de comunicación.

Este elemento, que se ve en el círculo rojo en la figura 3.5, solamente se puede operar una vez, son una alternativa económica en comparación con los sistemas de protección conformados por transformadores de corriente, relés e interruptores. [17]



Figura 3.5 Seccionalizador con un fusible de potencia. Sergio Tirado. 2009.
 Recuperado de: <http://www.monografias.com/trabajos72/dispositivos-proteccion-redes-sistema-distribucion/dispositivos-proteccion-redes-sistema-distribucion.shtml>
 [16]

Para seleccionar adecuadamente un fusible se debe tener en cuenta:

- Si es para proteger a un equipo dependerá de las características del equipo protegido. Por ejemplo, si es un transformador dependerá de la curva del daño o tolerancia de este. Pero si el fusible se emplea para seccionar la línea pues este se debe coordinar con los otros dispositivos de protección del sistema.
- La corriente continua de operación de la corriente máxima de carga incluyendo corrientes de magnetización.
- La selección también depende de la máxima corriente de cortocircuito disponible en la localización del fusible. [17]

3.2.2 Interruptores

También llamados disyuntores, es el encargado de poder operar estableciendo e interrumpiendo cualquier valor de corriente hasta la que corresponde a su poder de interrupción (corriente de cortocircuito). Cuando se presenta un cortocircuito la elevada corriente debe ser interrumpida después de un breve tiempo, tanto para proteger el interruptor mismo, como para el resto de los elementos de la red.

La energía necesaria para que el interruptor abra debe encontrarse acumulada, de manera que el relé la libere cuando corresponda, en algunos modelos de interruptores se aprovecha también la fuerza electromagnética de repulsión para lograr la mejor interrupción, en la figura 3.6 se muestra la sección transversal de un interruptor y sus partes. La energía esta acumulada generalmente en un resorte que al momento del cierre se carga.

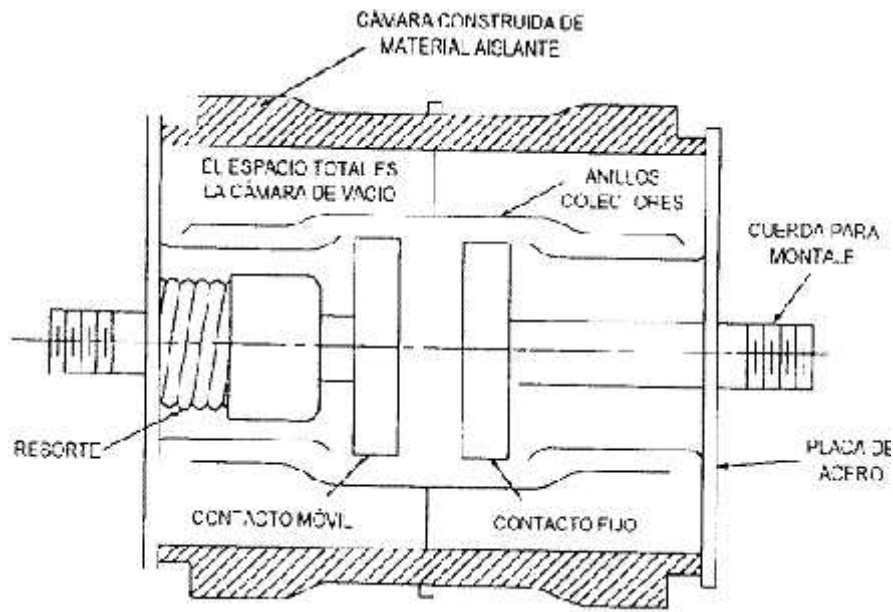


Figura 3.6 Sección transversal de un interruptor. Sergio Tirado. 2009. Recuperado de: <http://www.monografias.com/trabajos72/dispositivos-proteccion-redes-sistema-distribucion/dispositivos-proteccion-redes-sistema-distribucion.shtml> [16]

La característica de actuación del aparato, curva que relaciona corriente y tiempo, se utiliza para controlar que la protección que ofrecen los relés es la que corresponde a los elementos protegidos.

El interruptor está asociado a relés que censan la corriente, según sea su valor comandan la actuación y produce el disparo en un tiempo inversamente proporcional al valor de la corriente. [15]

3.2.3 Reconectadores

Los reconectadores son elementos, que al igual que los fusibles, no están instalados en una subestación, y se instalan en estructuras a lo largo del circuito de distribución. El reconector es un elemento que integra relés, equipo de control y adicionalmente se pueden incluir elementos de comunicación, interruptores y equipos de baterías. [17]

Estos equipos son utilizados como elementos de protección y maniobra, son esencialmente la base para el programa que se construirá para la metodología de este proceso. Son equipos que tienen un costo elevado y por eso se invierte poco a en ellos para tener un sistema cada vez más confiable, en el figura 3.7 se puede notar la forma de un reconector y su correcta instalación en los apoyos del sistema. Como característica especial, sus curvas de operación ante fallas y los tiempos de recierre pueden cambiar, según su esencia de programación predefinida.

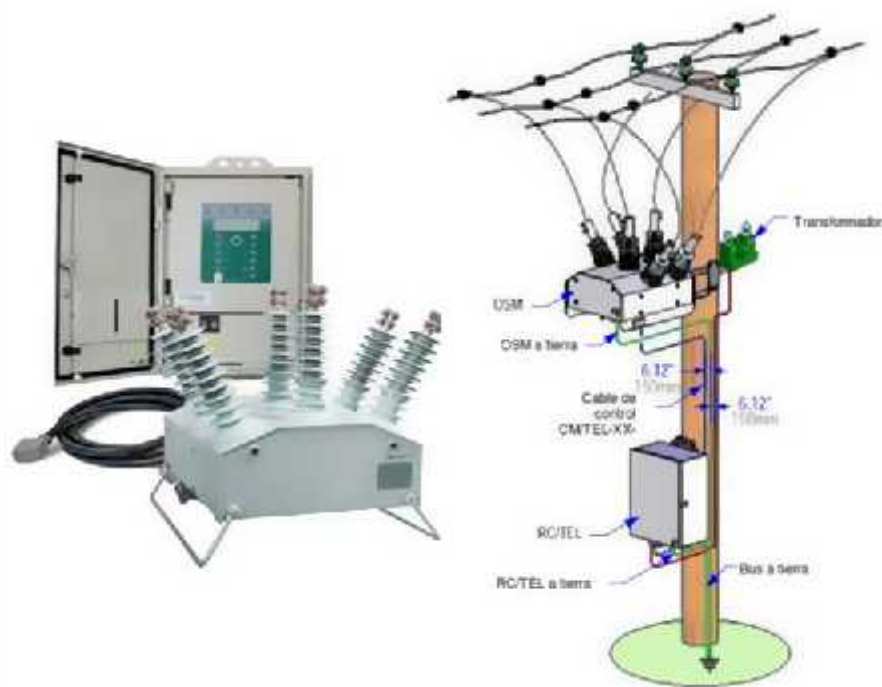


Figura 3.7 Reconectador y su instalación. Catalogo Empresa GMZ. 2017. Recuperada de: <http://gmzbol.com/portfolio-item/reconectores-automaticos-15-27kv-tavdira-electric/> [18]

Los aspectos que normalmente se consideran con un reconectador son:

- 3.2.3.1 Relés de sobrecorriente: el reconectador tiene asociadas protecciones, los cuales están debidamente calibrados con la corriente de arranque o la curva, del dial y el TAP, según sea el caso.
- 3.2.3.2 Número de recierres: Depende de las características del circuito protegido y del historial de fallas en el caso de circuitos rurales, que están expuestos a más fallas transitorias, esto quiere decir que hay un mayor número de recierres y se suele tener un alto número de operaciones de recierre (3 intentos). Para el caso de los circuitos urbanos, los cuales se caracterizan por el bajo número de fallas transitorias se tienen estrategias comúnmente con dos o un recierre.
- 3.2.3.3 Tiempo de recierre: algunos reconectores tienen la posibilidad de colocar tiempos diferentes para una misma secuencia de operación. Inician con un recierre rápido y luego intenta un cierre más lento.
- 3.2.3.4 Elementos de comunicación: son elementos adicionales que permiten la reconfiguración, medición y maniobra de los reconectores de forma remota.

Las empresas apuntan a que la gran parte de sus equipos sean reconectores, ya que estos facilitan las maniobras por ser telecontrolados, a su vez son aparatos que funcionan como medidores, mostrando la corriente de corte en caso de que haya una falla en el circuito y pase por el equipo. Pero el impedimento mayor es que tienen un precio muy elevado.

3.2.4 Seccionalizadores

Es un elemento que no tiene una función de protección debido a que el interruptor no está en la capacidad de interrumpir la corriente de falla.

Está diseñado para operar en conjunto con un reconectador, quien actúa como “maestro” de varios seccionalizadores. Estos abren el circuito cuando existe una falla aguas abajo, siempre y cuando el circuito esté desenergizado y cuando el conteo de ausencia de tensión o sobrecorriente es igual al valor que ya se ha calibrado.

La utilización de seccionalizadores permite alguna economía en la protección de sistemas de distribución, pero aumenta los índices de discontinuidad de servicio para cargas que no están sometidas a la falla. Hay seccionalizadores monofásicos, como se vio en la figura 3.5 y también trifásicos, así como lo muestra la figura 3.8.



Figura 3.8 Seccionalizador trifásico. Catalogo ABB. 2016. Recuperado de: <http://www.abb.com/cawp/seitp202/db77f31decdf8d3c12577d0005b3b15.aspx> [19]

Su función es garantizar la seguridad cuando se accede a la parte de la instalación que se ha seccionado. En baja tensión en general no se instalan seccionadores con esta función exclusiva, en muchos casos los aparatos son seccionales, y su extracción garantiza las condiciones de seguridad. [15]

Con la aplicación correcta de equipos de protección en las redes de distribución primarias se logra la solución a fallas ocasionadas en la red de forma rápida, se garantiza seguridad a los equipos y a los consumidores de energía, es por esto que son de mucha importancia la aplicación de los dispositivos de protección en las distintas redes de distribución primaria. Es importante destacar que existen muchos dispositivos de protección, cada uno posee características distintas, pero a la final todos cumplen con el mismo objetivo y rol, proteger y garantizar seguridad en los usuarios y los equipos. En los sistemas de distribución actuales, la coordinación de los dispositivos de protección debe hacerse en serie; también se le conoce como "cascada", debido a la que la mayoría de estos operan en forma radial. [15]

Cuando dos o más dispositivos de protección son aplicados en un sistema, el dispositivo más cercano a la falla del lado de alimentación es el dispositivo protector, y el siguiente más cercano del lado de la alimentación es el dispositivo "respaldo" o protegido.

Los dispositivos de protección se encuentran seccionando zonas para delimitarlas en el momento que se presente una falla en la red, de esta manera se logra disminuir tiempo en la localización del lugar donde se produjo la falla y así se encontrará la solución más espontánea y volver a restablecer el servicio lo más pronto posible.

3.3 Centro de control

El Centro de Control de Red Eléctrica es responsable de la operación y supervisión coordinada en tiempo real de las instalaciones de generación y transporte del sistema eléctrico nacional. Para llevar a cabo dichas funciones el centro de control cuenta con los correspondientes equipos de operadores que, bajo la dirección del jefe de turno, constituyen la unidad operativa denominada turno de operación, que desempeña sus funciones durante las 24 horas del día los 365 días del año.

Para asegurar la calidad y seguridad del suministro eléctrico se emiten las instrucciones de operación necesarias para la correcta programación de la producción eléctrica y de los intercambios nacionales con el fin de hacer frente a las variaciones de la demanda y a las posibles inconsistencias de la red.

El centro de control maneja de forma permanente el estado de la red y sus parámetros eléctricos mediante una red de telecomunicaciones, actuando en caso de posibles incidentes y así mantener la seguridad y la calidad del suministro. Además, gestiona la información que se recibe en tiempo real desde las centrales de producción y de las instalaciones de la red para presentarla a los operadores en una forma comprensible y así efectuar las actuaciones que permitan garantizar la seguridad del sistema eléctrico. [7]

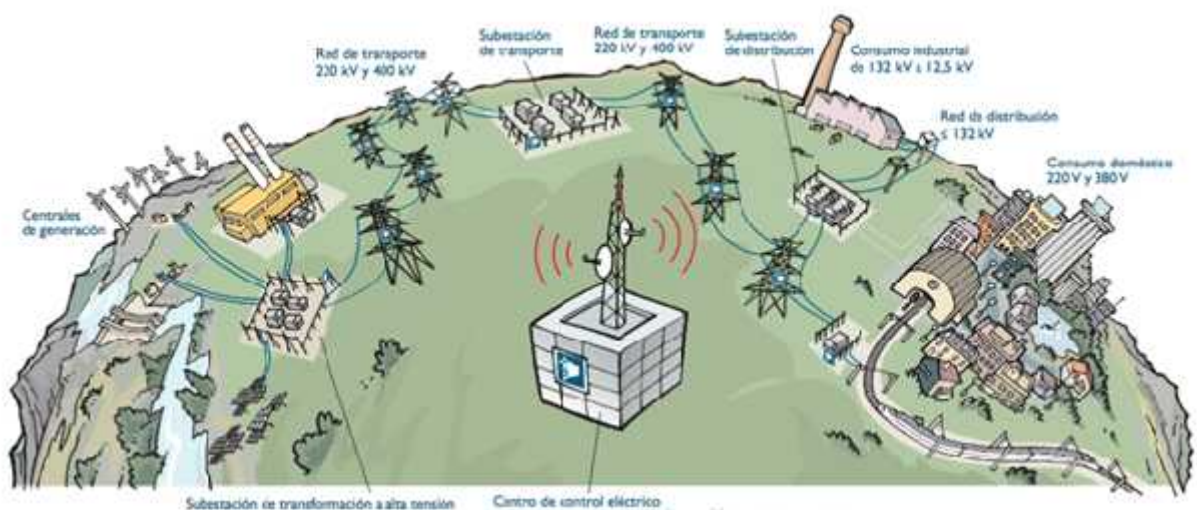


Figura 3.9 Esquema general del sistema eléctrico. Javier. 2014. Recuperado de: <http://mifakturadeluz.com/como-se-estructura-el-sistema-electrico/> [8]

La figura anterior 3.9 consta de todas las partes del sistema de eléctrico, un vistazo en general y se detalla el centro de control como eje y director de todo el sistema.

3.4 Centro de control CODENSA



Figura 3.10 Centro de control Codensa. Yucef Patiño. 2013. Recuperado de:<http://mundoelectriconoticias.blogspot.com.co/2013/07/codensa-pone-al-servicio-de-sus.html> [10]

Desde el Centro de Control de CODENSA, el cual se ve en la figura 3.10, ubicado en Bogotá, se monitorea la operación de más de 122 subestaciones, más de 25.000 kilómetros de red de Media Tensión, aproximadamente 928 circuitos y más de 50.000 puntos de la infraestructura del sistema de distribución. En total, son ya más de 29,8 millones de dólares invertidos en este Centro de Control desde el momento de su creación en el 2003.

Con una inversión de 8,8 millones de dólares, CODENSA presentó el Centro de Control para la operación, uno de los más modernos del país y de América Latina. Este centro cuenta con la implementación de la más alta tecnología para el monitoreo y seguimiento a redes eléctricas, además de un robusto sistema de comunicación.

El sistema implementado en Codensa permite detectar con mayor celeridad las fallas, así como también realizar operaciones de cierre y apertura de los circuitos, dependiendo de los equipos en terreno, desde las consolas de operación y tener una mayor interacción con el personal que adelanta trabajos en terreno.

En cuanto a tecnología, se amplió el ancho de banda en 650%, con lo que se obtiene mayor velocidad y capacidad para el manejo de la información, facilita la integración de datos de cartografía, da al sistema una mayor confiabilidad y robustez. [9]

3.5 SCADA

(Supervisory Control and Data Acquisition) es decir, Supervisión, Control y Adquisición de Datos. No es una tecnología concreta sino un tipo de aplicación. Cualquier aplicación que obtenga datos operativos acerca de un “sistema” con el fin de controlar y optimizar ese sistema es una aplicación SCADA. La aplicación puede estar un proceso de destilado petroquímico, un sistema de filtrado de agua, los compresores de un gasoducto o cualquier otra.

La automatización con SCADA es sencillamente un medio para llegar a un fin y no un fin por sí mismo. En última instancia, todos los negocios convergen en la necesidad de maximizar el rendimiento de los activos a través de la excelencia operativa.

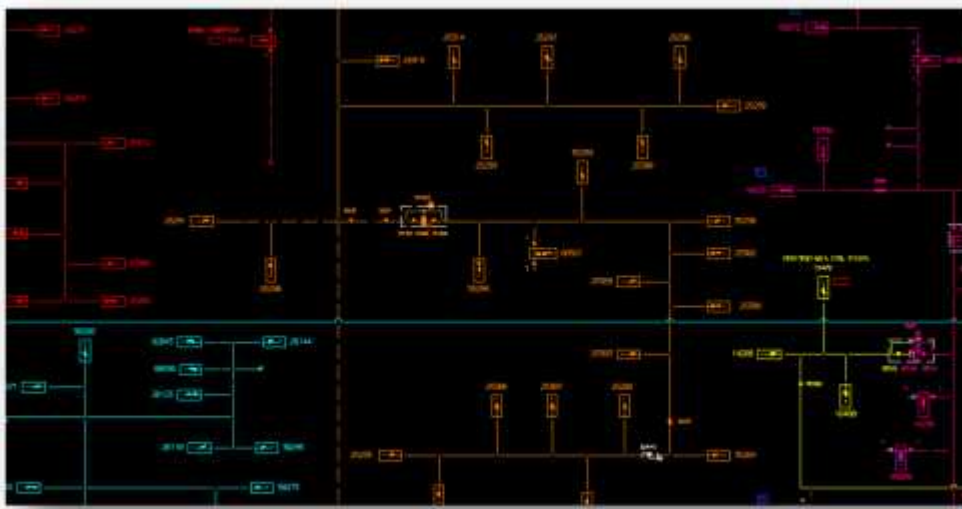


Figura 3.11 Visualización de vario circuitos de Bogotá mediante sistema SCADA.
SCADA de Codensa. 2017

Actualmente cada operario cuenta con un total de seis monitores en su puesto de control, en los cuales se visualiza el sistema, tal cual lo enseña la figura 3.11, y se muestran las alarmas que van ocurriendo actualmente, estas alarmas muestran los equipos que observan la falla y los circuitos que salen del sistema. Ahí es donde cada ingeniero entra a analizar y resolver de la manera más apropiada posible la falla, su experiencia es vital en la toma de decisiones.

3.6 Indicadores

Para medir la calidad del servicio eléctrico se utilizan estos indicadores y es controlada por la CREG (comisión de regulación de energía y gas) y vigilada por la superintendencia de servicios públicos domiciliarios, en el marco de las leyes 142 y 143 de 1994 del congreso de la república. [20]

Las empresas reguladas deben tener el equilibrio óptimo entre sus costos de inversión, operación y mantenimiento, y la calidad del servicio que proporcionan a sus usuarios. A mayores costos e inversiones se obtendrá una mejor calidad del servicio y viceversa.

La CREG utiliza un esquema de regulación que incentiva al distribuidor a disminuir sus costos para aumentar su beneficio. Pero también, junto al esquema de remuneración, debe preverse un mecanismo para que esta remuneración se encuentre ligada a los objetivos de calidad que cada empresa debe cumplir.

Este mecanismo tiene como resultado compensaciones económicas cuando la calidad suministrada no alcanza los objetivos fijados por el regulador. Emplear equipos muy antiguos y materiales de mala calidad y bajo costo ocasionará una mayor tasa de falla de los equipos. También disponer de pocos móviles o equipo en terreno provocará que una vez que se produce la falla se tardará un tiempo mayor en repararla y por tanto en reponer de nuevo el suministro eléctrico. [20]

Como aspectos principales de esa regulación de la CREG (comisión de regulación de energía y gas) se encuentran:

En caso de presentarse baja calidad del servicio prestado (incumplimiento de los estándares de continuidad), la regulación contempla la compensación al usuario. Esta compensación corresponde a un menor valor a pagar en la factura del servicio o si presenta un daño a los equipos o aparatos eléctricos del usuario, este tiene derecho a que se reemplace o repare. [20]

A continuación, en la figura 3.12, se presenta un resumen de las características de los esquemas de calidad en el servicio de energía eléctrica en algunos países. Internacionalmente la calidad ha sido considerada en tres formas:



Figura 3.12 Aspectos principales en la calidad del servicio. Elaboración propia.

- Calidad del producto técnico (regulación de voltaje, forma de onda, factor de potencia).
- Continuidad del servicio (DES - FES, SAIDI - SAIFI - CAIDI, TTIK - FMIK)
- Calidad de aspectos comerciales

Se hará referencia solamente a la parte de los indicadores de continuidad del servicio que es objetivo de estudio en este proyecto.

Respecto a la continuidad del servicio, se encuentra una amplia diversidad de indicadores (FES, FIU FMIK, FAI, SAIFI, NIEPI, DES, TIU, TTIK, DAI, SAIDI, TIEPI) que se clasifican en dos grupos: duración y frecuencia. Este documento se enfocará en SAIFI (frecuencia) y SAIDI (duración).

3.6.1 SAIFI

(System Average Interruption Frequency Index o Frecuencia Media de Interrupción por usuario en un periodo determinado) Mide la frecuencia de ocurrencia de las interrupciones en las instalaciones eléctricas de los sistemas eléctricos, ante las fallas en los componentes, maniobras e indisponibilidades que afectan a los sistemas eléctricos, estas pueden ser propias (sistemas de protección, diseño de redes, estado de las instalaciones) y externos (medio ambiente y terceros). [21]

3.6.2 SAIDI

(System Average Interruption Duration Index o Tiempo Total Promedio de Interrupción por usuario en un periodo determinado) Mide el tiempo de la duración de la interrupción, está relacionado con la ubicación de falla, con la intensidad de la falla y los recursos disponibles para la reposición y mantenimiento como: cuadrillas, vehículos, materiales, medios de comunicación, además las vías de acceso, la longitud de redes, etc. [21]

Una manera más clara de ver cómo se calculan estos indicadores es la siguiente:

$$S = \frac{\sum_{i=1}^n t_i * U_i}{N} [1]$$

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n U_i}{N} [2]$$

Donde:

t_i : Duración de cada interrupción

U_i : Número de usuarios afectados en cada interrupción

n : Número de interrupciones del periodo

N : Número de usuarios del sistema eléctrico al final del periodo

Las empresas emplean diferentes planes para disminuir esos indicadores y mejorar la optimización del servicio, como se ve en la figura 3.13.



Figura 3.13 Diagrama de flujos planes empresariales. Elaboración propia.

Si bien los indicadores de duración definidos en la regulación colombiana se encuentran en el intermedio de los indicadores internacionales, los correspondientes para determinar la frecuencia, se encuentran ampliamente superiores a los internacionales. [20]

Estos indicadores con respecto a CODENSA son bastante positivos, pero ahí es donde cada día se busca su mejora. Recientes informes de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios han registrado que el servicio de energía prestado por CODENSA en Bogotá, es uno de los más competitivos del país. Durante los meses del año anterior, la Compañía se mantuvo como la segunda empresa con la tarifa por kilovatio/hora más baja y es considerada como la segunda prestadora de energía con los mejores indicadores de calidad del servicio en Colombia.

En cuanto a las tarifas, estas reflejan la gestión realizada para lograr mayores eficiencias en sus actividades de distribución, comercialización y pérdidas, conservando los estándares requeridos. Con respecto a la calidad del servicio, los indicadores son muestra clara de los resultados obtenidos en el plan estratégico que viene implementando la Compañía, donde se ha ejecutado en los últimos años importantes trabajos, como la modernización e incorporación de tecnologías de punta en el sistema de distribución, la intervención de circuitos críticos y la ampliación de la capacidad de atención ante la creciente demanda eléctrica.

Durante el año 2016 se finalizó la primera fase de telecontrol, primer paso para la digitalización de la red, con lo que se ha logrado la reducción en los tiempos de duración de las fallas en más 78 minutos, y ha llevado a que las mismas se presenten con menor frecuencia y es aquí donde se desea generar un impacto con éste proyecto, por medio de esos equipos telecontrolados y el manejo adecuado de datos lograr una reducción cada vez más significativa. Igualmente, se han incorporado en el proceso de mantenimiento,

innovaciones tecnológicas como drones, inspecciones remotas térmicas y helicoportadas, equipos inteligentes telecontrolados, entre otras.

Con respecto al indicador que mide la duración promedio de las fallas percibidas por el cliente en el año (SAIDI), CODENSA se encuentra en el tercer lugar a nivel nacional, con once horas de interrupciones: 27 veces menos que las afectaciones promedio de un usuario colombiano.

Capítulo 4

Materiales y métodos

En este capítulo se hablará de la manera en que se desarrollará el objetivo principal, el cual es realizar un prototipo de software basado en el manejo de datos y optimización de procesos que facilite la manera de localización de fallas y permita el reducir el tiempo invertido en dicha operación, mejorando los indicadores SAIDI y SAIFI. Además, se enseñará el proceso y método empleado actualmente, en cómo se encargan de las fallas en el centro de control y en el impacto que se desea tener.

El impacto deseado con el proyecto se verá principalmente en los indicadores de gestión de calidad, anteriormente explicados. Además de la facilidad para los operarios del centro de control para la toma de decisiones, pues con un buscador diseñado para el circuito en falla y para el equipo que la detectó, automáticamente mostrará los dispositivos más cercanos a dicho equipo, acotando el rango de la falla y facilitando el análisis para la toma de decisión del ingeniero encargado con los móviles o grupo técnico en terreno, los cuales se encargan de maniobrar y reestablecer el servicio eléctrico directamente. A su vez, se mostrarán los circuitos suplentes, que permitan continuar con el servicio mientras se arregla la falla.

Por último, la visualización es una parte muy importante en el proyecto y esta se hará por medio de Google Earth, mostrando los circuitos y los equipos tal cual se observan en terreno y así será mucho más sencillo para el ingeniero en consola maniobrar en conjunto a los técnicos en terreno y guiarlos hacía los equipos.

4.1 Metodología en el centro de control

El centro de control cuenta con una capacidad para diez consolas, las cuales son distribuidas de la siguiente manera:

) Consola de Alta tensión (1)

En este puesto el ingeniero encargado mantiene constante comunicación con el CND (centro nacional de despacho) en Medellín, quienes coordinan la operación de la cadena productiva del sector eléctrico colombiano. En caso de mantenimiento o incidencias en lugares fronteras con otras empresas, por ejemplo, Enertolima (empresa de energía del Tolima), se deben realizar los trabajos en coordinación con ellos y los encargados de dicha coordinación es el CND.

) Consola de coordinador de turno (1)

Es tal vez el puesto más importante e indispensable de todos, el ingeniero encargado tiene experiencia suficiente para tomar las decisiones necesarias para solucionar todo tipo de inconvenientes encontrados en el turno.

) Consolas de incidencias (3)

Las incidencias del sistema son las fallas que ocurren en el momento. Los ingenieros a cargo trabajan bajo una presión constante, pues la toma de decisiones es casi instantánea y siempre teniendo en cuenta criterios de cada circuito y falla, cómo cargabilidad o capacidad, además del manejo de personal en terreno.

) Consolas para descargos (5)

Los descargos son los mantenimientos o trabajos programados pendientes que hay en el sistema. Las maniobras realizadas son todas efectuadas con el personal disponible en terreno de las empresas contratistas.

Cabe mencionar que el número de operarios en incidencias y descargos puede variar de acuerdo al criterio del coordinador de turno, pues hay múltiples factores que hacen que haya menos o más fallas, tales como, el clima o robos.

Cada equipo del centro de control cuenta con un sistema SCADA, el cual se observó en la figura 3.10, que permite a cada operario ver en tiempo real el estado de los circuitos, la carga de cada uno en el momento y la máxima que pueden soportar, también observar las suplencias de los circuitos en fallas, todos los equipos con que se cuenta y tipo.

Los números en paréntesis corresponden al número de consolas disponibles*

4.2 Manejo y adecuación de datos

La recolección de datos es parte vital en el proyecto, fue realizada mientras el autor de este trabajo estuvo en la empresa como practicante universitario. Esta fue hecha por medio de varios tipos de archivos que monitorean los circuitos, en algunos se recolectaban los datos de la cargabilidad y de las suplencias de cada circuito y en otros archivos sus diferentes clases de equipos. Se observa a detalle cada tipo de archivo.

4.2.1 Recolección de datos desde el sistema

Para realizar el proyecto se tuvo que dividir en dos la parte de la búsqueda y adecuación de datos, una en la que se obtienen los circuitos con sus coordenadas, equipos, conectividad y la otra con las subestaciones, cargabilidad de cada circuito y suplencias respectivas.

En la empresa se cuenta con un escritorio virtual en el cual se cuenta con todos los datos de los circuitos, los mantenimientos, las maniobras realizadas, se denomina SDE y de allí, por medio de una consulta web se puede acceder a la información de cada circuito, sus coordenadas, conectividad, equipos, etc. Pero estas consultas se hacen por separado y se necesitaba un conjunto de todos estos datos para luego adecuarlos para hacer un sistema analítico. En la tabla 1 se especifican los datos que se tienen, cuando se refiere a circuitos o equipos con coordenadas es porque pertenecen a los archivos kml, de resto están en el archivo Excel de las suplencias.

TABLA I
DATOS CON QUE SE CUENTA

TIPO DE ARCHIVO	NÚMERO DE ELEMENTOS
Subestaciones	118
Circuitos y suplencias	775
Equipos frontera	1852
Circuitos con coordenadas	276
Equipos con coordenadas	>180000

4.2.1.1 Archivo kml

Los archivos que se descargan del SDE son de tipo kml, este tipo de formato se utiliza para mostrar datos geográficos en un programa o navegador terrestre, como Google Earth, Google Maps CYME, etc. kml utiliza una estructura basada en etiquetas con atributos, características y elementos anidados y está basado en el estándar xml, o sea, a fin de cuentas se trabaja y se visualiza como un archivo de texto, tal como se ve en la figura 4.1.


```

<Kml><Document><name>
Apoyos ACACIAS.kml
</name><Folder><name>
Apoyos ACACIAS
</name><open>1</open>
<style id="ap">
<LabelStyle><scale>0</scale></LabelStyle>
<BalloonStyle><text>${description}</text><color>FFFFFF</color></BalloonStyle>
</style>
<StyleMap id="MapRollOver">
<Pair><key>normal</key><style>url(#ap)</style></Pair>
<Pair><key>highlight</key><style>url(#gh)</style></Pair>
</StyleMap>
<Placemark><name>40144</name><style><IconStyle><color>FF00FF00</color><scale>0.8
</scale><IconSrc>http://maps.google.com/mapfiles/kml/shapes/placemark_circle.png
</href></IconStyle></Style><description>11R=1731.2217359664<br/>12R=3148.35105228649<br/>
13R=3635.4026550821<br/></description><style>url(#MapRollOver)</style><Point><altitudeMode>
ClampedToGround</altitudeMode><coordinates>-74.0344303093147,4.71883399943787
</coordinates></Point></Placemark>
<Placemark><name>E5082865232</name><style><IconStyle><color>FF00FF00</color><scale>0.8
</scale><IconSrc>http://maps.google.com/mapfiles/kml/shapes/placemark_circle.png
</href></IconStyle></Style><description>11R=1729.89770195972<br/>12R=3144.7715843876<br/>
13R=3631.26944157213<br/></description><style>url(#MapRollOver)</style><Point><altitudeMode>
ClampedToGround</altitudeMode><coordinates>-74.0343851427093,4.71889725456798
</coordinates></Point></Placemark>

```

Figura 4.1 Archivo kml del circuito ACACIAS. Elaboración propia.



Figura 4.2 Archivo kml visto en Google Earth del circuito ACACIAS. Elaboración propia.

En la figura 4.1 se nota la composición de las etiquetas que se usan en los archivos alfanuméricos que se obtuvieron, dicha composición consta de la descripción para el nombre del equipo, color, estilo del icono usado y coordenadas. A continuación se explicará cada uno por medio de la figura 4.1 y en la figura 4.2 se observa el archivo correspondiente pero visto en Google Earth.

- } Nombre de equipo, círculo en color azul
- } Color del icono, círculo en rojo
- } Coordenadas, círculo en amarillo

4.2.1.2 Archivo para las suplencias

Para determinar las suplencias se cuenta con un archivo en Excel, el cual también fue recolectado y adecuado durante el tiempo de práctica universitaria por medio de la plataforma SDE, anteriormente explicada. Se acomodó cada circuito por subestaciones, por la carga que él maneja y las suplencias correspondientes, además con la capacidad que tiene la suplencia y así determinar si es capaz de suplir o no, el circuito principal en falla. Este archivo cuenta con una hoja llamada “suplencias” la cual contiene un total de 11 columnas (A-K) representadas de la siguiente manera en la figura 4.3.

Subestacion	Trafo	Alias	Linea	Frontera	Nombre Linea St	Nombre 2ª Linea S	CONDUCTOR_1ER	I MAX_1ER	CONDUCTOR_2ER	I MAX_2ER
BOLIVIA	D3	BL31	QUIRIGUA	S31225	QUIRIGUA	RONDEROETB	300 MCM CU XLPE	375	300 MCM CU XLPE	375
BOLIVIA	D3	BL31	QUIRIGUA	S2439	QUIRIGUA	STA_ROSITA	300 MCM CU XLPE	375	300 CU KCMIL TRIPLEX	375
BOLIVIA	D1	BL11	SAN_MARCOS	S2596	SAN_MARCOS	LA_PERLA	4/0 CU TRIPLEX (74)	295	4/0 CU TRIPLEX (74)	295
BOLIVIA	D2	BL28	BACHUE	4372	BACHUE	J_AMARILLO	4/0 CU TRIPLEX (74)	295	4/0 CU TRIPLEX (74)	295
BOLIVIA	D3	BL35	STA_ROSITA	S2579	STA_ROSITA	LA_PERLA	4/0 CU TRIPLEX (74)	295	4/0 CU TRIPLEX (74)	295
BOLIVIA	D3	BL35	STA_ROSITA	S827	STA_ROSITA	DELMAR	300 MCM CU XLPE	375	500 MCM AL TRIPLEX XLPE	
BOLIVIA	D3	BL35	STA_ROSITA	S711	STA_ROSITA	DELMAR	300 MCM CU XLPE	375	500 MCM AL TRIPLEX XLPE	
BOLIVIA	D3	BL35	STA_ROSITA	S829	STA_ROSITA	DELMAR	300 MCM CU XLPE	375	500 MCM AL TRIPLEX XLPE	

Figura 4.3 Visualización de archivo suplencias. Elaboración propia.

En la columna A muestra la subestación, en la B el transformador del que sale cada circuito que se muestra en la columna D, el equipo del que divide a los circuitos principales con las suplencias se denomina “frontera” y está en la columna E, la suplencias correspondientes con cada circuito está en la columna G. Las columnas H hasta la K muestran los calibres de cada conductor de circuito y también la carga máxima que está dispuesta a resistir, obviamente de acuerdo a su calibre. Todo esto son cosas a tener en cuenta para una buena toma de decisión en cuanto a la determinación de la suplencia correcta, ya que un circuito puede contar con varias alternativas y si se escoge mal esto puede causar un peor daño.

4.2.2 Archivos para visualización

Para lograr la visualización, que en este caso se hará en Google Earth de todas las partes de los circuitos se cuentan con cuatro archivos y cada uno muestra lo siguiente:

4.2.2.1 Apoyos

Este archivo muestra todos los equipos que se encuentran en terreno, así como se observa en la figura 4.4 los equipos son los iconos representados en color verde según código de colores RGB y de forma circular, los iconos en forma de estrella son cuchillas o seccionadores, cabe mencionar que no necesariamente todos las cuchillas son en forma de estrella, también pueden ser verdes como los demás equipos, estos dispositivos se ven

con sus coordenadas exactas a como están en terreno. Lo utilizamos en nuestro código más adelante para la búsqueda del equipo que ve la falla. [23]



Figura 4.4 Archivo apoyos de circuito Acacias visto con Google Earth. Elaboración propia.

4.2.2.2 Averías

La figura 4.5 muestra el historial de fallas que ha tenido el circuito, en este caso fue una falla por degradación de material en un transformador.



Figura 4.5 Archivo de averías del circuito Acacias visto en Google Earth. Elaboración propia.

Como punto final así se ve el circuito en la figura 4.8 con todos los archivos mostrados anteriormente superpuestos, se ve un poco saturado, tal cual es en terreno y por eso es mejor el manejo de los estrictamente necesarios, que en el caso de este trabajo son los archivos apoyos, ya que son los que tienen la información relevante para lo que se busca, que es ubicación de equipos.



Figura 4.8 Archivo en conjunto del circuito Acacias visto en Google Earth. Elaboración propia.

4.3 Planteamiento del sistema empleado

Para empezar a saber qué código emplear, cómo entrar a analizar los datos que se tienen y realizar un parser adecuado para el objetivo principal, se necesitó abrir los archivos de una manera textual, los cuales se muestran como se ve en la figura 4.1 y ya con la forma de los datos comprendida se pudo empezar a realizar un análisis para el sistema. Todos los archivos son de la misma forma, empiezan con el nombre de los equipos y luego con el estilo usado, color, espesor y tipo de icono.

Lo primero que el sistema solicita es el nombre del circuito en falla, siendo esta la matriz del proyecto, se realiza una búsqueda en la base de datos que tenemos, cabe mencionar que hay que escribir tal cual el nombre del circuito, de lo contrario esto generaría un error en el sistema. El procedimiento se verá más claro en el diagrama de flujos figura 4.9.

El sistema empleado realiza una búsqueda en la base de datos y selecciona el archivo solicitado, lo siguiente es el equipo que vio la corriente de falla, que son reconectores o dispositivos telecontrolados que ya anteriormente fueron explicados. Estas dos cosas se saben previamente por el ingeniero en el centro de control, pues las alarmas que muestra el sistema son precisamente el nombre del circuito y la corriente de falla que se vio por el equipo telecontrolado, el sistema busca el equipo en el archivo del circuito que anteriormente fue llamado y así realiza una modificación en el equipo llamado y en los 8 más cercanos. En la parte de seleccionar el número de equipos presentó problemas el programa, puesto que cada circuito cuenta con diferente topología y número de equipos,

pero por la experiencia de los ingenieros del centro de control se acordó que 8 equipos son suficientes para un acotamiento preciso de la zona en falla.

Después de que se ingrese el circuito en falla y el equipo que ve la corriente, el sistema exporta automáticamente un nuevo archivo con la modificación correspondiente, los equipos cercanos cambiarán de color y esos son los indicados para mandar a los móviles en terreno a que analicen, se escogió el color azul ya que resalta entre el verde y los colores de la ciudad que se ven en el programa de visualización. Después de dicha modificación se genera un nuevo archivo el cual tiene como nombre “apoyos_nombre del circuito_Prueba”, al abrir este archivo se encontrará con que gráficamente se puede observar el circuito con todos los equipos y además de eso una zona delimitada por los equipos cercanos en los que probablemente esté la falla. En el siguiente capítulo se verán pruebas realizadas sobre esta visualización.

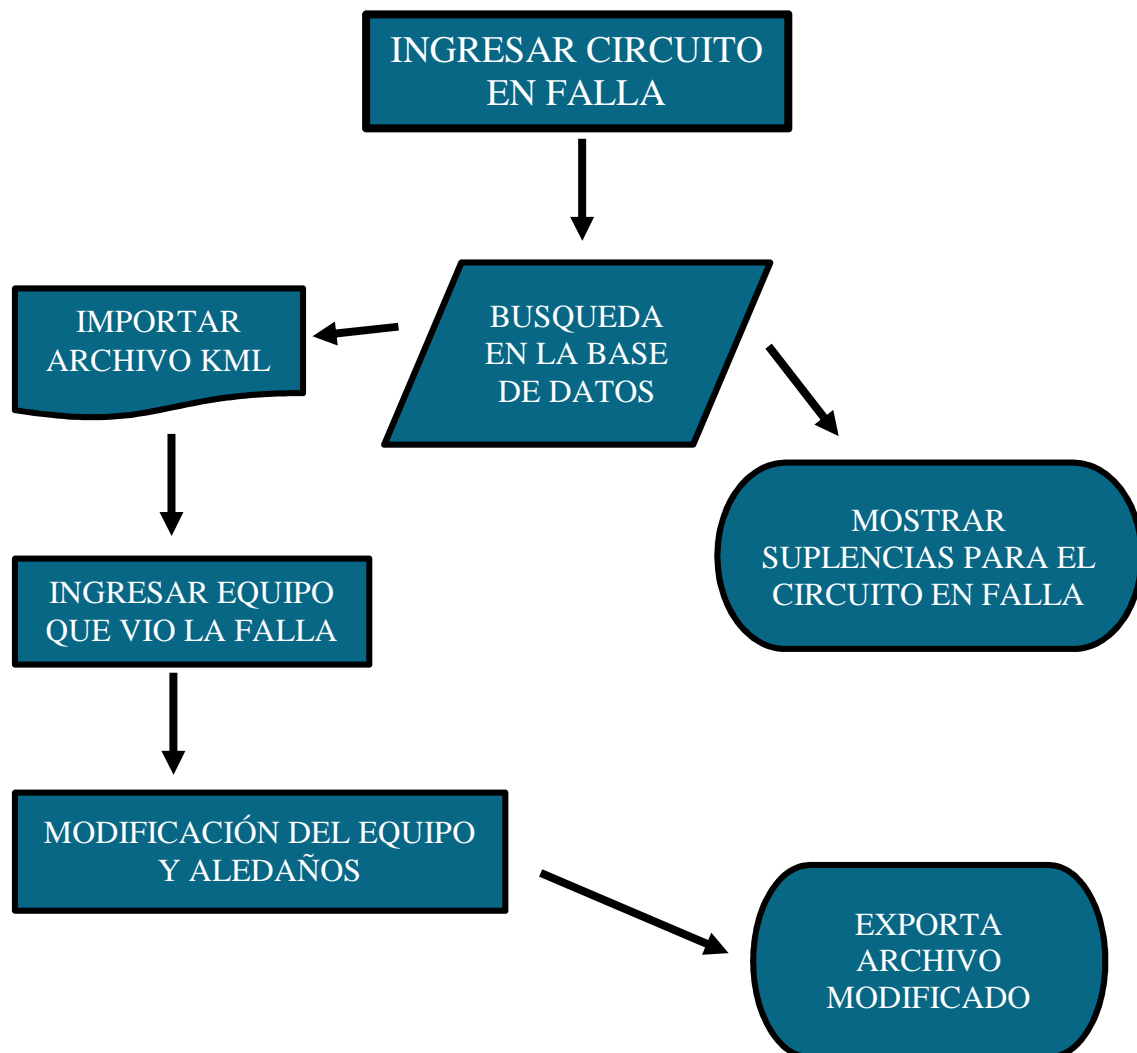


Figura 4.9. Diagrama de flujos sintetizado sobre sistema empleado. Elaboración propia.

La otra parte del programa consta de una búsqueda en la base de datos de Excel y mostrará las suplencias adecuadas para el circuito en falla, el manejo que se hace en el programa es una búsqueda en la columna F, la cual posee los circuitos principales, y selecciona las suplencias de este que son las celdas aledañas que están en la columna G. A su vez, hace una rápida comparación entre las columnas I y K, estas tienen la cargabilidad de cada uno de los circuitos, si el número de la columna K es mayor o igual que el de la columna I, esto quiere decir que el circuito suplencia si puede suplir al que entró en contingencia, de lo contrario habría que hacer un análisis más profundo con otros circuitos más lejanos. Cabe mencionar que un circuito puede tener más de un circuito en suplencia, gracias a este análisis también se acorta el tiempo de respuesta del operador para realizar las maniobras en la consola y así poder suplir a los clientes o cargas que salieron por la falla.

Capítulo 5

Pruebas y resultados

En este capítulo se mostrará el desarrollo de los sistemas planteados para la reducción del tiempo en el proceso de localización de fallas. El presente capítulo ha sido desarrollado con el propósito mostrar los resultados obtenidos después de realizar pruebas del sistema desarrollado en este trabajo de grado por medio del software Matlab, cuyo propósito es el de analizar una base de datos correspondiente a los parámetros de cada circuito de CODENSA. Cabe mencionar que la extracción de los datos fue realizada durante la práctica universitaria en dicha empresa y es parte vital para el desarrollo del proyecto.

5.1 Pruebas

Las pruebas realizadas son totalmente simuladas y son suposiciones que se podrían encontrar a diario en terreno. Suponemos que ciertos circuitos entran en falla y su equipo correspondiente que detectó la falla.

- 5.1.1 Falla en AV_BOYACA, en la consola se muestra que el equipo que vio la falla fue el reconectador telecontrolado E5174289747

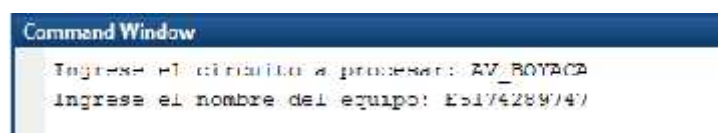


Figura 5.1 Interfaz del ingreso de datos. Elaboración propia.

Después del ingreso de datos que observamos en la figura 5.1 y que se genere el archivo por medio del sistema diseñado, así es la visualización correspondiente.



Figura 5.2 Circuito AV_BOYACA. Elaboración propia.

Se observa en la figura 5.2, en el círculo rojo el cambio de los equipos aledaños al primer reconectador que vio la corriente de corto, permitiendo al operador en el centro de control una solución rápida en cuanto a la toma de decisión . Además el código correspondiente a las suplencias muestra los circuitos suplentes correspondientes al circuito AV_BOYACA.

```

LaSuplenciaEs -
    'HORIZONTE'
    'DANDERAS'
    'HORIZONTE'
    'EL AMERICA'
    'MANDATAY'
    'BANDERAS'
  
```

Figura 5.3 Suplencias del circuito AV_BOYACA. Elaboración propia.

Inmediatamente el sistema muestra las suplencias a partir del archivo de excel, tal cual como está en la figura 5.3. En este caso se evidencia que el circuito AV_BOYACA tiene cuatro suplencias que tienen la capacidad de suplir la carga en caso de la falla presentada.

5.1.2 Suponemos que en el circuito BRISAS entró en falla, en la consola se muestra que el equipo que vio la falla fue el reconectador telecontrolado E51397595I.

Después del ingreso de datos y que el sistema genere el archivo, así como se nota en la figura 5.4 es la visualización correspondiente.



Figura 5.4 Circuito BRISAS. Elaboración propia.

Los equipos aledaños al primer reconectador que vio la corriente de corto son los equipos que se ven en un color diferente en la figura 5.4 y se nota con el círculo rojo, permitiendo al operador en el centro de control una decisión pronta y oportuna. Además el sistema muestra las suplencias correspondientes al circuito BRISAS, como se ve en la figura 5.5.

```
Ingresar el circuito a procesar: BRISAS
Ingresar el nombre del equipo: E513975951

ans =

    0

Lasuplencias =

    'A_MEJIA'
    'BONIFATIO'
```

Figura 5.5 Suplencias del circuito BRISAS. Elaboración propia.

Según la imagen 5.5 las suplencias del circuito en falla BRISAS son dos.

5.1.3 Falla en el circuito FRANCISCO, en la consola del centro de control se muestra que el equipo que vio la falla fue el reconectador telecontrolado E5145867842.

Este circuito es un caso en especial y se quiso escoger para ver el comportamiento del sistema en zonas peculiares, ya que se escogió adrede un equipo en falla en donde el

circuito se abre, tal cual se ve la figura 5.6. Se ingresan los datos requeridos y así es el archivo creado.



Figura 5.6 Circuito FRANCISCO. Elaboración propia.

Los equipos que se ven en azul en la figura 5.6 son los cercanos al primer reconectador que vio la corriente de corto y por consiguiente es en esa zona donde la falla podría estar, pero en este caso la zona de falla es geográficamente más grande, así no lo sea en cuanto a cantidad de equipos, de igual manera permite al operador en el centro de control una solución gráfica y una toma de decisión rápida. Además el código muestra las suplencias correspondientes al circuito FRANCISCO.

```
Ingrese el circuito a procesar: FRANCISCO
Ingrese el nombre del equipo: E0145067042

ans -
  0

LaSuplenciaEs -
Empty cell array: 0-byte
```

Figura 5.7. Suplencias circuito FRANCISCO. Elaboración propia.

Observamos en la figura 5.7 que el sistema no arrojó circuitos capaces de suplir la carga, en caso de que el circuito FRANCISCO entre en falla se requiere un análisis más profundo para suplir la carga mirando otros circuitos aledaños y repartiendo la carga, este trabajo serviría como base para un análisis profundo como el requerido.

- 5.1.4 Falla en el circuito INEM, en la consola se muestra que el equipo que vio la falla fue el reconectador telecontrolado E5313507221.

Suponemos una última prueba, observando la zona acotada en el círculo rojo en la figura 5.8.



Figura 5.8 Circuito INEM. Elaboración propia

Las suplencias en caso de contingencia del circuito INEM son las mostradas en la figura 5.9 gracias al sistema diseñado.

```
Ingrese nombre de circuito en falla:INEM  
  
LaSuplenciaEs =  
  
    'CLARET'  
    'CLARET'
```

Figura 5.9 Suplencia circuito INEM. Elaboración propia.

En este caso se ve en la figura 5.9 que el circuito INEM cuenta con una sola suplencia capaz de soportar la cargabilidad del circuito principal.

Capítulo 6

Conclusiones y trabajos futuros

6.1 Conclusiones

Se estudiaron investigaciones y trabajos de grados relacionados con las fallas eléctricas y las técnicas relacionadas con el manejo de datos para mejorar los procesos de localización de fallas, buscando relaciones y bases para el presente proyecto.

Con el sistema diseñado y desarrollado se espera la mejora de los indicadores de calidad directamente, así mismo, una mejor remuneración y reconocimiento por parte de la CREG a Codensa y de las demás empresas en el país.

Con base en los resultados y pruebas realizadas se mejora la interfaz y la visualización del ingeniero operario en el centro de control y de esta manera las indicaciones con los móviles se esperan que sean más convenientes y claras, siempre y cuando los datos a ingresar sean correctamente indicados.

Es notable la utilidad de los equipos telecontrolados, ya que sin ellos no sería posible el registro de corrientes de fallas las cuales ayudan para la elaboración del sistema desarrollado o la facilidad de manejo desde un centro de control, por razones como estas es que las empresas del sector eléctrico realizan inversiones para mejorar su sistema de transmisión y distribución.

Cuando se presentan errores en el sistema planteado hay que tener en cuenta que cada caso de falla es diferente, de igual manera se desea que este proyecto sea una base sólida para complementos futuros en cuanto a análisis de fallas más profundas y complejas.

6.2 Posibles líneas de trabajos futuros

Se deben realizar complementos en el sistema propuesto en este trabajo de grado, principalmente en el asunto de algunos circuitos que cuando entran en contingencia no tienen una suplencia directa y se debe hacer un análisis más grande para repartir la carga entre varios circuitos aledaños.

Con las inversiones realizadas los circuitos se modifican y sus equipos cambian, se debe hacer una modificación periódica a los archivos que se implementan en el sistema empleado y así trabajar de manera actualizada.

Bibliografía

[1] Urrea Ramirez Roberto Alonso, sistemas inteligentes en red, trabajo de investigación, Medellín, 2017.

[2] Base de datos circuitos de Codensa (Bogotá), 2017.

[3] Diagnostico de fallas (2016, Diciembre) [En línea]. Disponible en: <https://www.codensa.com.co/empresas/productos-y-servicios/calidad-de-potencia/diagnostico-de-fallas>.

[4] Juan Carlos Bedoya, “*algoritmos para localización de fallas en sistemas de distribución usando máquinas de soporte vectorial*” (2010), Pereira, Colombia [En línea]. Disponible en: <http://repositorio.utp.edu.co/dspace/bitstream/handle/11059/1474/621319B412a.pdf?sequence=1>

[5] Montoya Soto Esteban, “*localización de fallas en líneas de alta tensión con compensación serie*” (2016, Enero) [En línea]. Disponible en: <http://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/139900/Localizacion-de-fallas-en-lineas-de-alta-tension-con-compensacion-serie.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

[7] Operación y centro de control (2012) [En línea]. Disponible en: <http://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema-electrico/centro-de-control-electrico>

[8] Estructura del sistema eléctrico (2011) [En línea]. Disponible en: <http://mifacturadeluz.com/como-se-estructura-el-sistema-electrico/> IMAGEN CENTRO DE CONTROL

[9] Comunicado de prensa Codensa (2016) [En línea]. Disponible en: <http://corporativo.codensa.com.co/ES/PRENSA/COMUNICADOS/Paginas/CODENSA-poneal serviciodesusclientesunodeloscentrosdecontrolm%C3%A1smodernosdeAm%C3%A9ricaLatina.aspx>

[10] Centro de control Codensa, Bogotá (2013) [En línea]. Disponible en: <http://mundoelectriconoticias.blogspot.com.co/2013/07/codensa-pone-al-servicio-de-sus.html>

[11] Fallas eléctricas y apagones en Estados Unidos (2014) [En línea]. Disponible en: http://scielo.conicyt.cl/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0718-07642012000200013

[12] Las 3 fallas eléctricas más comunes en una instalación (2014) [En línea]. Disponible en: <http://faradayos.blogspot.com.co/2014/01/fallas-electricas-instalaciones-sobrecarga-cortocircuito-aislamiento.html>

- [13] Fallas eléctricas en sistemas de potencia (2011) [En línea]. Disponible en: <https://es.slideshare.net/jiso45/fallas-electricas>
- [14] Casos estudios típicos en los sistemas de distribución de energía eléctrica, Egea Luis Antonio, Medellín Colombia (2009) [En línea]. Disponible en: http://www.bdigital.unal.edu.co/800/1/1036607998_2009.pdf
- [15] Equipos de interrupción en sistemas de distribución (2011) [En línea]. Disponible en: <http://www.monografias.com/trabajos72/dispositivos-proteccion-redes-sistema-distribucion/dispositivos-proteccion-redes-sistema-distribucion2.shtml>
- [16] Equipos de interrupción en sistemas de distribución (2011) [En línea]. Disponible en: <http://www.monografias.com/trabajos72/dispositivos-proteccion-redes-sistema-distribucion/dispositivos-proteccion-redes-sistema-distribucion.shtml>
- [17] Mora Juan Felipe, Protección en sistemas de potencia, trabajo de investigación, Pereira (2017).
- [18] Reconectores automáticos en el mercado (2014) [En línea]. Disponible en: <http://gmzbol.com/portfolio-item/reconectores-automaticos-15-27kv-tavdira-electric/>
- [19] Seleccionadores ABB (2017) [En línea]. Disponible en: <http://www.abb.com/cawp/seitp202/db77f31decdf8d3c12577d0005b3b15.aspx>
- [20] Metodología para el cálculo de indicadores de calidad para la continuidad en la prestación del servicio de energía eléctrica en sistemas de transmisión regional y/o distribución local (2004) [En línea]. Disponible en: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/e1557fa678b244540525785a007a6887/\\$FILE/037.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/e1557fa678b244540525785a007a6887/$FILE/037.pdf)
- [21] Como medir saidi y saifi [En línea]. Disponible en: <http://www.sectorelectricidad.com/15471/como-se-mide-la-confiabilidad-de-un-sistema-electrico-que-son-los-indicadores-saifi-y-saidi/>
- [22] Comunicado de prensa Codensa (2017) [En línea]. Disponible en: <http://corporativo.codensa.com.co/ES/PRENSA/COMUNICADOS/Paginas/Elserviciodeenerg%C3%ADadeBogot%C3%A1est%C3%A1entrelosm%C3%A1scompetitivosdelpa%C3%ADs.aspx>
- [23] Código de colores RGB (2013) [En línea]. Disponible en: <http://www.pagaelpato.com/tecno/colores.htm> colores
- [24] Carlos Mario Pelaez Hoyos, “Localización de Fallas en Sistemas Eléctricos de Potencia utilizando Unidades de Medición Fasorial” (2016), Pereira, Colombia [En línea]. Disponible en: <http://repositorio.utp.edu.co/dspace/bitstream/handle/11059/7121/621319P381.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

[25] Debbie Johan Arredondo Arteaga, “*Desarrollo y validación de una metodología generalizada para localización de fallas basada en técnicas de minería de datos*” (2016), Pereira, Colombia [En línea]. Disponible en: <http://repositorio.utp.edu.co/dspace/bitstream/handle/11059/7167/621319A774.pdf?sequence=1&isAllowed=y>